

Onderwerp: **Ontwerp Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van elektriciteit Vlaams Gewest**  
Datum: 7 maart 2013  
Contact: Silvie Myngher  
Telefoon: 0032 2 500 85 88  
Mail: Silvie.Myngher@febeg.be

Standpunt van FEBEG naar aanleiding van de consultatie over het ontwerp Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van elektriciteit Vlaams Gewest gehouden door de VREG.

Met betrekking tot de consultatie is FEBEG van mening dat de consultatieperiode te kort is. Het document vraagt een doorgedreven analyse die enige tijd in beslag neemt. FEBEG houdt dan ook de mogelijkheid open om eventueel nog bijkomende elementen door te geven na afloop van de consultatieperiode.

Verder wenst FEBEG een aantal inhoudelijke opmerkingen over te maken met betrekking tot het ontwerp Technisch Reglement Plaatselijk Vervoernet van elektriciteit Vlaams Gewest (TRPV).

Met betrekking tot het aansluiten van productie-installaties op het net en het verlenen van toegang heeft FEBEG steeds consequent gepleit voor een globale en coherente benadering en vraagt:

- proactieve en gecoördineerde investeringen door de netbeheerders;
- de verplichting tot tijdige aansluiting en solidaire verantwoordelijkheid voor de netbeheerders m.b.t. de meest aangewezen aansluitingswijze;
- aansluitingen met een vaste capaciteitsgarantie;
- een marktgebaseerd systeem – gebaseerd op redispatch en een correcte vergoeding – om punctuele congestie op te lossen;
- een verankering van deze principes in de regelgeving.

### **Congestiebeheer**

In het ontwerp TRPV wordt congestiebeheer zowel in afdeling IV.4.8 maar ook in art. IV.4.2.1§3 behandeld. Afdeling IV.4.8 “Congestiebeheer” laat veel ruimte aan de netbeheerder en geeft geen duidelijk beeld van hoe het congestiebeheer georganiseerd wordt. Volgens FEBEG moet op het niveau van het globale vervoernet (inclusief het Plaatselijk Vervoernet) een marktgebaseerd congestiebeheer worden toegepast waarbij beroep wordt gedaan op zowel productie-installaties als afnemers voor af- en/of opregeling.

Voor FEBEG is het onduidelijk hoe Art. IV.4.2.1§3 zich verhoudt tot afdeling IV.4.8.

In lijn met de opmerkingen van FEBEG hieronder over flexibele toegang, is er geen duidelijkheid over het verschil tussen congestiebeheer en een aansluitingscontract onder flexibele voorwaarden. Voor FEBEG zorgt de introductie van flexibele aansluiting/toegang voor een uitholling van het congestiebeheer. Hierdoor kan de incentive voor de netbeheerder verdwijnen om in het net te investeren.

### Flexibele toegang

FEBEG stelt vast dat in art. III. 4.2.2 van het ontwerp TRPV een aansluitingscontract wordt geïntroduceerd waarin de capaciteit volgens flexibele voorwaarden toegekend kan worden: "Afhankelijk van de situatie wordt de capaciteit toegekend volgens traditionele of flexibele voorwaarden". Art. III.4 2.9 bepaalt verder dat "de modaliteiten met betrekking tot de onderbreekbaarheid van de toegang worden beschreven in het toegangscontract".

Zoals reeds aangegeven in eerdere posities van FEBEG, is FEBEG principieel tegen de introductie van een veralgemeende flexibele aansluiting op en/of veralgemeende flexibele toegang tot het net van productie-eenheden om de volgende redenen:

- de incentive voor de netbeheerder om te investeren in het net verdwijnt (zeker wanneer geen of onvoldoende vergoeding wordt voorzien);
- investeringen in nieuwe productie-eenheden worden ontmoedigd;
- flexibele aansluitingen zijn discriminatoir ten opzichte van de overige aansluitingscontracten en leiden tot concurrentievervalsing;
- het aanvaarden van flexibele aansluitingen en toegang verhoogt de rechtsonzekerheid bij investeerders en producenten;
- flexibele aansluitingen leiden tot inkomstenverlies bij de producenten (ingeval van onvoldoende vergoeding).

FEBEG is er bovendien van overtuigd dat wanneer dit principe toch wordt doorgevoerd, er minstens een duidelijk wetgevend kader moet zijn dat de principes van de flexibele toegang vastlegt. Zo is het in het ontwerp TRPV momenteel niet duidelijk wat wordt verstaan of wat kan verstaan worden onder "flexibele voorwaarden". Ook laat de bepaling "afhankelijk van de situatie" alle ruimte voor een arbitraire toepassing van traditionele of flexibele voorwaarden. FEBEG vraagt om de vastlegging van minstens de volgende regels door een wetgevende overheid:

- een duidelijk afgebakend toepassingsgebied dat uitsluitend van toepassing kan zijn op een productie-eenheid waarvoor nog geen aansluitingsaanvraag werd ingediend (overgangsmaatregel);
- duidelijke en op voorhand gekende beslissingscriteria voor het toepassen van traditionele of flexibele voorwaarden in een aansluitings-/toegangscontract.
- de uiteenzetting van de capaciteitstoekenningscriteria;
- een aantal minimumwaarborgen met betrekking tot de randvoorwaarden voor flexibele toegang (aaneengesloten maximale duur van de beperking, aantal keren per jaar, maximale afregeling, ...);
- een correcte vergoeding van alle directe (niet-geproduceerde elektriciteit) en indirecte kosten (onbalanskosten, verlies aan certificaten, CO<sub>2</sub>-emissierechten, impact op ondersteunende diensten, tarief voor onderschreven capaciteit,...);
- flexibele voorwaarden niet toe te passen "afhankelijk van de situatie", maar alleen in "uitzonderlijke omstandigheden", gedurende een beperkte tijd, tegen vergoeding, en in afwachting dat de noodzakelijke netversterkingen uitgevoerd worden.

Er dient bovendien op gewezen te worden dat een aansluitingscontract volgens flexibele voorwaarden niet in lijn is met het doel van het voorstel van de Elia Users' Group voor de procedure van capaciteitsreservatie, namelijk een vaste capaciteitsgarantie.

FEBEG acht bijkomend stakeholdersoverleg noodzakelijk en vraagt om tot zover het begrip "aansluitingscontract volgens flexibele voorwaarden" niet te introduceren in het TRPV.

### Capaciteitsreservatie

Naar aanleiding van het voorstel van de Elia Users' Group voor het Federaal Technisch reglement verwelkomt FEBEG dat dit voorstel *grotendeels* werd overgenomen in het TRPV.

Art. III.2.3.9, laatste lid: FEBEG stelt vast dat de VREG het begrip van "priority access" voor de beoordeling van aansluitingsaanvragen heel strikt toepast, in tegenstelling tot de meer pragmatische aanpak zoals opgenomen in hoofdstuk IV van het Federaal Technisch Reglement. Zo wordt in het ontwerp TRPV geen rekening gehouden met de noodzakelijke continuïteit van de elektriciteitsvoorziening (ook al wijst art. III2.3.3 bij het onderzoek van de aanvraag hier wel op). Bovendien stelt het ontwerp TRPV dat aansluitingsaanvragen van prioritaire installaties bij voorrang worden behandeld t.o.v. hangende aansluitingsaanvragen van andere installaties en dat deze voorrang ook geldt voor capaciteitsreserveringen. Dit zorgt voor onzekerheid voor aansluitingen van "niet-prioritaire" installaties door mogelijks belangrijke wijzigingen van de situatie wanneer een prioritaire installatie zich aanmeldt omdat in dit geval de behandeling van de aanvraag en eventuele capaciteitsreserveringen niet meer in volgorde van aanvraag gebeuren. Op die manier kan bovendien de bevoorradingszekerheid in het gedrang komen en verhoogt de rechtsonzekerheid voor conventionele productie.

FEBEG stelt zich ook de vraag hoe en op welk moment flexibele voorwaarden in het proces tot toekenning van capaciteit worden besproken met de aansluitingsaanvrager, en wat de rol van de toegangshouder hierin is.

In het TRPV wordt geen onderscheid gemaakt tussen de aansluitingsaanvraag voor een afname en deze voor een productie-eenheid. Art. III2.3.7 en art. III 2.3.8 zorgen bovendien voor verwarring omdat het eerste artikel de capaciteitsreservering toekent als de aansluitingsaanvraag volledig is en de bestelling van de detailstudie ondertekend en het tweede artikel op het ogenblik van een technisch akkoord.

FEBEG onderschrijft ook de vraag van de VREG waarin zij stelt dat er onduidelijkheid is m.b.t tot de toepassing van de verschillende "rechten en plichten" en wil hier graag verder in overleg over treden.

*"De VREG is van oordeel dat er meer verduidelijking moet komen over de begrippen capaciteitsreservering en capaciteitstoekenning en welke rechten een afnemer of producent kan ontlenen uit de toegekende capaciteitsreservering in normale operationele situatie van het net, in N-1 (incident) of in geval van congestie. Hoe verhouden de rechten van deze afnemers/producenten zich tot de bestaande voorrangregels voor productie van elektriciteit uit hernieuwbare energiebronnen en kwalitatieve WKK? De VREG wil dit voorstel daarom verder bespreken op het beleidsplatform en de rechten duidelijk vastleggen in het technisch reglement."*

### Network Code Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators

De VREG formuleert in het consultatiedocument de volgende vraag: "M.b.t. tot voorstellen van Elia die vooruitlopen op de nieuwe code Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators: "De VREG stelt zich vragen bij het invoeren van deze nieuwe werkingsvoorwaarden en de haalbaarheid er van om deze voorwaarden, nog voor de code "Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators" van ENTSO-E van kracht is, in te voeren in het Technisch Reglement Plaatselijk Vervoer. Bij deze consultatie vraagt de VREG aan de betrokken partijen een reactie op dit voorstel en in voorkomend geval een indicatie voor een gepaste overgangperiode."

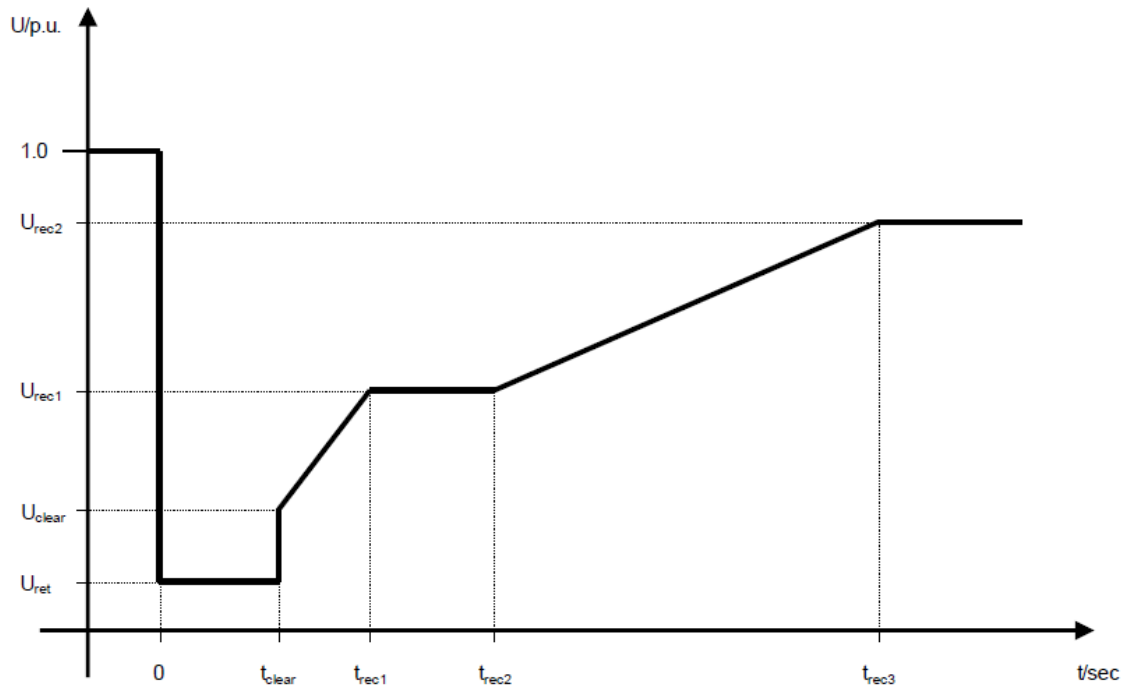
FEPEG is van mening dat het inderdaad niet wenselijk is om vooruit te lopen op de nieuwe netwerkcode aangezien de ontwerpversie in bespreking is en nog dient te worden goedgekeurd, en bijgevolg wijzigingen op relatief korte termijn mogelijk zijn.

Samen met Eurelectric en VGB, is FEPEG overigens de mening toegedaan dat een aantal vereisten in het ontwerp van de netwerkcode niet voldoende in evenwicht zijn met de noden van het elektrisch systeem, hun haalbaarheid, de mogelijke alternatieven en de kosten die zij veroorzaken. In het kader van de moeizaam verlopende goedkeuringsprocedure, heeft de Commissie een consultant (DNV KEMA en COWI) aangeduid die een impact assessment moet uitvoeren op de bepalingen in het voorstel van netwerkcode. In dat kader hebben Eurelectric en VGB bijgevoegde nota opgesteld die ingaat op de problemen waarmee uitbaters en ontwikkelaars van productie-installaties geconfronteerd zullen worden. Meer in het bijzonder:

- **de werkingsvoorwaarden voor frequentie en spanning**
  - o Er kan aan getwijfeld worden of het net ooit daadwerkelijk uitgebaat zal worden in het frequentiebereik opgelegd aan productie-eenheden en volgens de duurtijden zoals momenteel opgenomen in het ontwerp TRPV alsook deze voorgesteld in de ENTSO-E NC, en dus of het verantwoord is om alle installaties hiervoor te overdimensioneren.
  - o De huidige voorwaarden voor frequentie en spanning, alsook deze voorgesteld in de ENTSO-E NC, zijn niet in lijn met internationale fabricagestandaarden zoals de IEC norm 60034 (zie hiervoor ook de opmerking hieronder op artikel Art. III.3.2.1)
  
- **de werkingsvoorwaarden voor reactief vermogen**
  - o De huidige voorwaarden ( $Q_{min} = -0.1P_n$   $Q_{max} = 0.45P_n$  bij  $0.9-1.05U_n$ ) kunnen in de praktijk reeds niet gehaald worden door de standaardeenheden voor elektriciteitsproductie (zowel thermische groepen als windmolens waar doorgaans een range  $0.95-1.05U_n$  gehanteerd wordt). Deze installaties moeten hiervoor nu reeds afwijkingen bekomen van Elia.
  - o Zoals ook de in praktijk toegekende uitzonderingen aantonen, zijn deze verregaande ranges op de meeste locaties niet nodig en kunnen door de netbeheerders doorgaans zeer valabele (in beschikbaarheid en kost) alternatieven voorzien worden zoals condensatorbatterijen.
  
- **Fault Ride Through**
  - o De sterk beperkende vereisten voor de continue synchrone werking van eenheden onder een belangrijke spanningsval zoals voorgesteld in het technische reglement (art. III 3.2.3 §1) zijn niet noodzakelijk voor het goed functioneren van het PV of het elektriciteitssysteem in het algemeen omwille van volgende redenen:
    - Moderne (thermische) eenheden met relatief laag vermogen maar met een hoog rendement hebben doorgaans een lage inertie (om een snelle opstart mogelijk te maken)
    - Een belangrijke spanningsval (>50%) is doorgaans het gevolg van een incident in het PV zelf. Kortsluitingen op hoger of lager gelegen netten zullen niet dezelfde spanningsval veroorzaken ter hoogte van de aansluiting van de productie-eenheid. Het aantal en vermogen van de productie-eenheden aangesloten op het PV zijn doorgaans niet van die grootte dat hun verlies resulteert in een grote impact op het volledige elektriciteitssysteem zoals wel het geval zou zijn voor het verlies van grote eenheden aangesloten op het

transmissienet op hogere spanningsniveaus (die doorgaans ook een grotere inertie hebben).

- Zelfs de ENTSO-E NC erkent dit voor “Type B power generating module” en stelt bijgevolg minder strenge vereisten voor deze type eenheden voor:

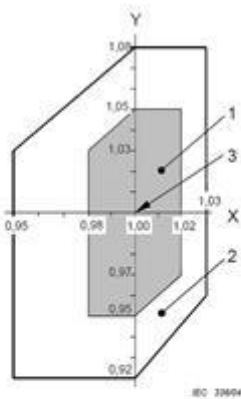


### Opmerkingen m.b.t. deel III (Aansluitingscode), Art. III.3.2. Voorschriften voor productie-eenheden aangesloten op het Plaatselijk Vervoernet

- 1 § 1 : De bepaling om onbeperkt synchron te kunnen werken in het frequentiegebied 47.5 Hz tot 51.5 Hz is niet conform met de IEC norm 60034 voor roterende machines. Het voorstel van wijziging van FEBEG (zie 2) dient geïntegreerd te worden. Indien de VREG bij haar voorstel blijft betekent dit een verstoring van de Europese concurrentieregels. Het voorstel van de VREG is nog strenger dan het ENTSOE voorstel en is alleen voor windturbines en zonnepanelen technisch realiseerbaar.
- 1 §1 : Een bepaling voor frequenties tussen 51.5 Hz en 52.5 Hz is verouderd. De ENTSO-E regels eisen niets voor frequenties boven 51.5 Hz. De markt zal dus niets meer aanbieden op dit vlak.
- 1 §2 : FEBEG wil erop wijzen dat Elia specifieke voorwaarden oplegt om geen frequentierelais te activeren zolang de frequentie groter is dan of gelijk is aan 47,5 Hz. Distributienetbeheerders leggen daarentegen specifieke ROCOF of Vector-Jump relais op. De netbeheerder moet zorgen voor een correcte werking van het net en het bedienen van de bescherming, maar moet ook voorzien in beschermende apparatuur die niet alleen het net beschermen maar ook de elektrische installaties en productie-eenheden aangesloten op het net. Daarentegen hebben producenten het recht hun eigen installaties te beschermen voor elk schadelijk fenomeen op het net. Echter, er zou geen beschermende apparatuur opgelegd mogen worden aan de producenten die enkel bedoeld zijn voor de bescherming van het net zoals:
  - ROCOF Relais: zijn enkel nuttig om de complexiteit te reduceren om het net te herstellen na een incident. Men kan overigens betwijfelen of dergelijk relais nuttig is in een

noodsituatie (vallende frequentie) op het net waarbij het eerder gewenst is dat alle productie-eenheden op het net blijven.

- Vector Jump relais: zijn enkel nuttig als de netbeheerder nalaat de synchroniciteit te controleren tussen verschillende delen van zijn net die hij wenst te koppelen. Daarentegen zou eerder aan netbeheerders opgelegd moeten worden het net zodanig uit te baten dat een producent nooit een vector shift groter dan 10° op zijn aansluitingspunt moet ervaren.
- 2 : De figuur moet aangepast worden volgens de IEC norm 60034.



**Key**  
X axis - frequency p.u.  
Y axis - voltage p.u.

Figure 11 – Voltage and frequency limits for generators

(bron: Norm IEC60034-1 - Rotating electrical machines)

- 3. §1: cf. opmerking hierboven onder Fault Ride Through (p. 4).
- 3. §2 : te schrappen. De huidige visie is dat de netbeheerder enkel eisen mag stellen m.b.t. het aansluitingspunt, niet in het interne net van de netgebruiker.
- 5. : Is deze bepaling voldoende gedetailleerd? Moet niet verwezen worden naar bepalingen in het aansluitingscontract?
- 7. : "... en op verzoek van de netbeheerder ...". Hoe moet dit verzoek geïnterpreteerd worden? Mondeling? Via SCADA? Houdt dit een verplichting in voor de netgebruiker om over een permanente dispatch te beschikken?
- 9. § 1 : "... het maximaal aansluitingsvermogen bij ...". Het begrip "aansluitingsvermogen" is hier verkeerd gebruikt. Dit begrip wordt enkel gebruikt voor het aansluitingspunt. Bedoeld wordt het vermogen van de productie-eenheid.  
Het absorberen of leveren zou bovendien tegen vergoeding moeten zijn.

- 9. § 2 : het spanningsgebied tussen 0.9 en 1.05 maal de normale spanning is niet in overeenstemming met de grafiek van Art.III.3.2.2. Wat wordt geëist in het gebied 0.9 Unom (volgens deze bepaling) en 0.925 Unom (volgens grafiek)?

### Opmerkingen m.b.t. delen IV (Toegangscode) en V (Meetcode)

1. P39 ART IV.4.3.3.: wat indien de beheerder de toegang tot zijn net niet kan ontzeggen op de voorziene datum? Voorstel is om af te lijnen op Art IV 5.2.4 (p 44) hetgeen zou inhouden dat in die gevallen de beheerder zelf levert tot op het moment van afsluiting
2. P43 ART IV.5.1.3. : aan de achterliggende netgebruiker van een gesloten distributienet, met een aparte toegang die zowel elektriciteit injecteert op als afneemt van het gesloten distributienet wordt één toegangspunt toegekend. FEPEG stelt zich de vraag of hiervoor geen 2 afzonderlijke toegangspunten dienen toegekend te worden? (zie ook art IV.7.1.3. uit actueel TR Distributie Elek)
3. P44 ART IV.5.2.3 : indien een beheerder van een gesloten distributienet het beheer van het toegangsregister op zich neemt, dient hij in een aantal interne procedures te voorzien. FEPEG vraagt om deze interne procedures af te stemmen op de bestaande marktafspraken en –protocol (UMIG) met het oog op een transparante en efficiënte marktwerking
4. P50 ART V.3.1.4. : meting steeds via gemeten verbruiksprofiel => is het met dit soort meting mogelijk om – voor een residentiële afnemer (zeer kleine kans) – toch te beschikken over meterstanden? Anders is er geen nut aan een fysieke opname ter plaatse op vraag v/d gebruiker + communicatie van meterstanden via de factuur door leverancier aan zijn klant is ons inziens een wettelijke vereiste. Anderzijds: indien kan uitgesloten worden dat er geen residentiële klanten op deze PV-netten kunnen komen, dan dient dit artikel in die zin bijgestuurd worden
5. P52 ART V.3.3.2 §3: de beheerder van het PVE publiceert een gedetailleerde beschrijving van de methodiek van validatie => indien er geen technische beperkingen zijn om het niet te doen, zou het ten eerste aangewezen zijn dat de beheerder van het PVE dezelfde methodiek zou gebruiken voor zijn validatie als de elektriciteitsdistributienetbeheerders (in kader van transparantie -> cfr UMIG protocol)
6. P53 ART V.3.4.1 : zelfde opmerking als in 5 hierboven maar dan specifiek voor het schatten van ontbrekende waarden
7. P55 ART V.3.8.2. §4 : vermits het steeds om gemeten verbruiksprofielen gaat, lijkt de mogelijkheid dat een gebruiker zelf verbruiken aanlevert ter herroeping van een schatting of correctie weinig reëel en waarschijnlijk => voorstel kan zijn om art 4 te schrappen en op te vangen via art 5.
8. Waarom is er geen art V.3.8.5 opgenomen in dit nieuwe TR met een identieke inhoud zoals art V.3.11.5 in het Technisch Reglement voor Distributie Elektriciteit?
9. P57 ART V.4.2.1. : “fout” in tekst => moet ons inziens verwijzen naar Art V.3.1.6 (p51) tot Art V.3.1.12 (p52)
10. P58 ART V.4.4 : zowel voor wat betreft validatie als schatting zou het opportuun zijn (in kader van een transparante marktwerking) mocht hier vermeld worden dat deze dienen te gebeuren volgens

de geldende UMIG-afspraken (zoals voor de elektriciteitsdistributienetbeheerders) i.p.v. op basis van een "eigen methodiek"

11. P58 ART V.4.8.1: "eigen" procedure voor rechtzettingen? Ook hier wenst FEBEG erop aan te dringen dat de gesloten distributienetbeheerder zich zou aflijnen op de geldende marktafspraken

Algemeen ijvert FEBEG ervoor dat processen, timings en te volgen protocollen maximaal gebeuren volgens de geldende MIG-afspraken. Dit laten gebeuren volgens een protocol of methodiek die de beheerder van het PV vastlegt (zie ondermeer Art. I.2.2.2. §1) leidt niet tot een optimale vereenvoudiging voor de betrokken leveranciers. Anderzijds is FEBEG verheugd vast te stellen dat in Art I.6.2.1. meer specifiek voor de gesloten distributienetten wel klaar en duidelijk vermeld wordt dat de communicatie met andere marktpartijen dient te gebeuren volgens de UMIG-handleiding.

Bijlage: Analysedocument van VGB & Eurelectric dat werd overgemaakt aan de Europese Commissie met betrekking tot de Network Code "Requirement for Generators".